

基于无功补偿的大型风电场快速并网稳压控制

卿 泉,袁贵川,陈 颖

(四川省电力调度中心,四川 成都 610000)

摘 要:为解决大型风电场并网及运行过程中产生的电压波动问题,提出了基于动态无功补偿的大型风电场稳压控制方法。介绍了其原理,并在研究风电场数学模型及电压波动特性的基础上,着重探讨了大型风电场并网的动态无功补偿稳压控制策略,并利用 Matlab/Simulink 仿真软件进行了实例仿真。仿真结果表明该方法可提供动态电压支撑,稳定风电场的母线电压,有效改善系统的运行特性。

关键词:大型风电场;动态无功补偿;电压波动;模型;仿真

Abstract: In order to solve the problem of voltage fluctuation occurring in the connection into grid and the operation of large-scale wind farm, the voltage stability control method for large-scale wind farm is proposed based on dynamic reactive compensation. After the introduction of the theory, the voltage stability control strategy based on dynamic reactive compensation for large-scale wind farm is discussed on the basis of the research on the mathematical model and the voltage fluctuation characteristics of wind farm. By using the Matlab/Simulink simulation software, the simulation is carried out. The simulation results show that this method can provide dynamic voltage support, stabilize bus voltage of wind turbine group in wind farm, and effectively improve the in-service behavior of the system.

Key words: large-scale wind farm; dynamic reactive compensation; voltage fluctuation; model; simulation

中图分类号: TM712 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0055-05

近年来,随着风电技术的逐渐成熟,风电机组越来越多的并网运行,伴随而来的风电对于电网电能质量的影响也受到了广泛的关注。

由于风能是一种随机的不可控能源,风电机组的出力受到风速的制约,大型风电机组并网及运行将给电力系统的电压稳定造成影响。另外,中国风电场大多使用固定转速风电机组,即异步发电机,其在发出有功功率的同时,需要消耗大量无功功率,这就使得系统电压不断波动与闪变,严重情况下会出现母线电压崩溃、风电机组停机等现象^[1]。因此,需要对风电机组进行无功补偿,维持机组出线端母线电压水平,从而保证电力系统的安全稳定运行。

目前,对于风电机组无功补偿的常用方法有:同步调相机(SC)、静止型无功补偿装置(SVC)、静止同步补偿器(STATCOM)以及并联补偿电容器等。

其中,在发电机出线端安装并联电容器是最经济、最有效,也是目前应用最广泛的方法^[2]。因为电容器电流超前于电压,加装的并联电容器通过在电容器和感应电机之间交换励磁电流恢复功率因数,稳定发电机出线端电压。

这里对风电场安装晶闸管快速投切电容器组

(TSC)的容量及控制策略进行了研究,提出了针对大型风电场的动态无功补偿方法。通过利用 Matlab/Simulink 仿真软件对风电场接入系统的某风电场仿真模型进行实例仿真验证,证明了该方法能够在风电机组并网及运行过程中,跟踪系统无功功率的变化,实现分级投切,提供无功功率支撑,达到提高系统功率因数,降低线路功率损耗,稳定母线电压的目的。

1 风电场模型的建立

风电场模型与传统配电网模型相比,主要是风力机模型不同,故先对异步发电机模型进行分析。

1.1 异步风力发电机模型

异步风力发电机等值简化模型^[3]如图 1 所示,其中, x_m 为励磁电抗; x_l 为定子漏抗; x_r 为转子漏抗; x_c 为发电机端并联电容器电抗; r 为转子电阻; s 为转差,定子电阻忽略。

注入电网的有功功率 P 和从电网吸收的无功功率 Q 分别为

$$P = \frac{-V^2 r / s}{(r / s)^2 + x^2} \quad (1)$$

$$Q = -\left(\frac{V^2}{x_p} + \frac{P x_s}{e}\right) \quad (2)$$

其中, $x = x_l + x_e$, $x_p = \frac{x_c x_m}{x_c - x_m}$

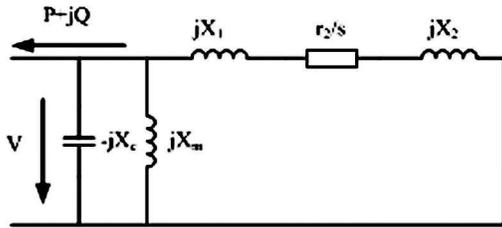


图 1 异步风力发电机等值简化模型

由式 (1) 和式 (2) 可看出, 当异步发电机输出的有功功率 P 确定时, 其无功功率 Q 的大小与机端电压 V 的平方密切相关。

1.2 变压器模型

仿真中风电场风电机组采用两级变压器接入电网方式, 连接电网的主变压器型号和参数为 SFZ-150000/220, 220+8×1.25%/35 kV, Y_n , D_{11} , $U_k = 13.5\%$; 连接发电机的箱式变压器型号和参数为: $S_{11} - 6300/35, 36.75 \pm 2 \times 2.5\%/0.69$ kV, D_{11} , Y_n , $U_k = 10.5\%$ 。

变压器模型计算方程如下。

$$R_T = \frac{P_k U_N^2}{1000 S_N^2} \quad (3)$$

$$X_T = \frac{U_k \% U_N^2}{100 S_N} \quad (4)$$

1.3 风电场接入系统模型

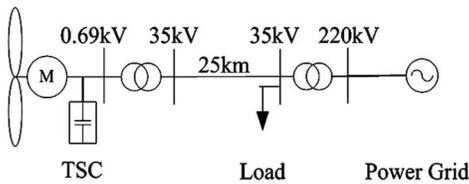


图 2 风电场接入系统模型

风电场与接入系统的简化等值模型如图 2 所示。

风电机组采用 1.5 MW 风电机, 额定风速 9 m/s 风电机出线端安装 TSC 动态无功补偿装置, 通过升压变压器, 经过一条长度为 25 km 的电缆线路二次升压接入电网。

2 大型风电场动态无功补偿稳压控制

2.1 风电场电压波动特性

中国风电场大多使用固定转速风电机组, 其运行中转速基本不变, 风力发电机组运行在风能转换最佳状态下的概率比较小, 因而发电能力比较低。同时, 机组在运行中需要从电力系统中吸收无功功率以建立励磁磁场, 导致其在并网过程中会短时间降低出口电压。当风力发电机从电网切除时, 若自己装并联补偿电容器组, 可能会引起异步发电机的自激磁。另外由于风力发电设备长期并网, 无论是否发电, 都要从系统吸收一定的无功, 因此增加了线路及变压器的损耗和电压损耗。综上, 造成并网运行的风电机组电压波动的根本原因是其本身输出功率的波动^[4], 特别是无功功率波动。基于以上考虑, 这里采取渐变风扰动, 并对风电机组的运行特性和整个系统中关键节点进行仿真分析。

2.2 无功补偿容量确定

无功补偿容量的大小直接决定着无功补偿的效果。无功补偿容量主要根据母线电压的变化情况来确定, 并以潮流计算作为分析工具。

(1) 根据提高功率因数需要确定动态无功补偿容量。风电机组本身的额定功率因数较低 (不含补偿), 一般要在发电机出口并联电容器以提高其功率因数。设动态补偿的无功容量 Q_c , 风电场容量为 $S = P_1 - Q_1$, 线路的容性充电功率为 Q_{cl} , 固定无功补偿容量为 Q_e , 则系统功率因数为

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P_1}{\sqrt{P_1^2 + (Q_c + Q_{cl} + Q_e - Q_1)^2}} \quad (5)$$

补偿前的平均功率因数为 $\cos\varphi_1$, 补偿后的平均功率因数为 $\cos\varphi_2$, 则动态无功补偿容量可用以下公式计算。

$$Q_c = P_1 (\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) = P_1 \left(\sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi_1} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi_2} - 1} \right) \quad (6)$$

(2) 根据提高运行电压需要来确定动态无功补偿容量。当装设动态无功补偿装置之前, 35 kV 电网侧母线电压可用下述表达式计算。

$$U_1 = U_2 + \frac{PR + Qx}{U_2} \quad (7)$$

装设动态无功补偿装置之后, 电源电压 U_1 不变, 0.69 kV 风电机组母线电压 U_2 升到 U_2' , 且

$$U_1 = U_2' + \frac{PR + (Q - Q_c)x}{U_2'} \quad (8)$$

$$\text{所以, } \Delta U = U_2' - U_2 = \frac{Q_c x}{U_2} \quad (9)$$

$$\text{即, } Q_c = \frac{U_2^2 \Delta U}{x} \quad (10)$$

式中, U_2 为投入电容母线电压值; x 为阻抗容性分量; U_1 为 35 kV 电网侧母线电压, U_2 为 0.69 kV 风电机组母线电压; ΔU 为投入电容后电压增量。

2.3 动态无功补偿稳压控制策略

与传统机械投切电容器 (MSC) 相比, 晶闸管投切电容器 (TSC) 不仅可快速跟踪负载无功功率动态补偿, 精确控制电容器的投切时刻, 减少投切时的冲击电流和电压波动, 而且其操作开关寿命长, 动态响应时间短 (大约 0.02 s 左右), 可满足投切电容器组的时间要求^[5]。

TSC 的主电路包括: 晶闸管阀、串联电感以及 TSC 主接线。

根据湖北某风场的接线实例进行仿真, TSC 动态无功补偿装置的接线图如图 3 所示。

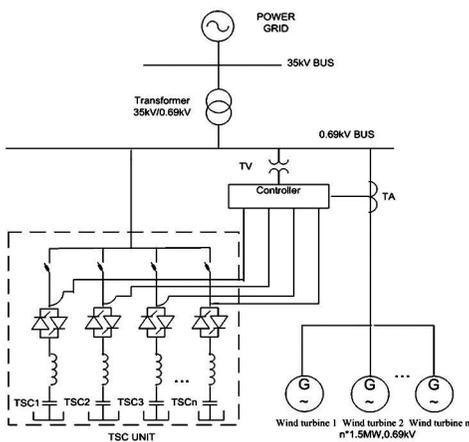


图 3 TSC 动态无功补偿装置结构图

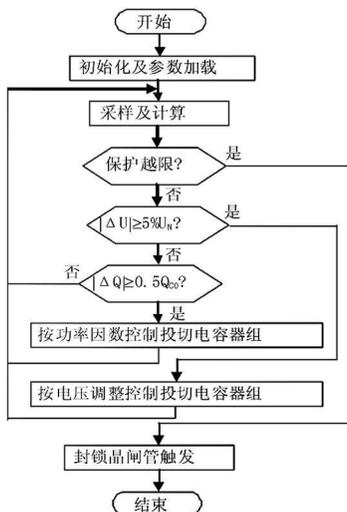


图 4 动态无功补偿控制器工作流程图

控制器由检测单元、投切逻辑单元以及门极触发单元组成, 采用闭环控制方式, 工作流程如图 4 所示。

图 4 中, U_N 、 ΔU 、 ΔQ 和 ΔQ_{c0} 分别为系统归算到 0.69 kV 风电机组母线电压的额定电压、0.69 kV 风电机组母线与额定电压的电压差、系统无功功率缺额和最小一组电容器的额定容量。

由于无功功率是随时变化的, 仅设置几个固定的电容器是无法满足其动态需求的, 虽然 TSC 补偿装置不能连续调节输出无功功率, 但是通过合理分组补偿容量可以提高补偿效果。

考虑到风电机组并网以及运行过程中的无功功率变化情况及补偿装置实际运行的精度要求, 采用 1:2:4:8 电容器分组方式, 可实现 0~15 级分级动态投切, 并在每组电容器串联一组 6% 电抗器, 用来降低可能产生的冲击涌流和避免与系统阻抗产生谐振现象, 以及抑制系统负荷产生的 5 次及以上高次谐波。

TSC 电容器组投切策略如表 1 所示。

表 1 TSC 电容器组投切策略表

Switch series	TSC ⁴	TSC ³	TSC ²	TSC ¹
0	0	0	0	0
1	0	0	0	1
2	0	0	1	0
3	0	0	1	1
4	0	1	0	0
5	0	1	0	1
6	0	1	1	0
7	0	1	1	1
8	1	0	0	0
9	1	0	0	1
10	1	0	1	0
11	1	0	1	1
12	1	1	0	0
13	1	1	0	1
14	1	1	1	0
15	1	1	1	1

注: 0 表示切除该组电容器; 1 表示投入该组电容器

2.4 大型风电场动态无功补偿稳压控制

风电机组在发出有功功率的同时, 需要消耗大量无功功率, 这就使得系统电压不断波动与闪变。风电场中风电机组数量众多, 当大多数机组同时并网运行将造成母线电压波动, 严重情况下会出现母线电压崩溃、风电机组停机等现象。

基于以上考虑, 这里对大型风电场采用动态无功补偿稳压控制方法, 维持机组出线端电压及母线电压

水平,从而保证电力系统的安全稳定运行。

相对于单台风力发电机的无功补偿,大型风电场的无功补偿要求无功补偿装置能够满足多种不同组合运行方式下的无功需求,并且控制更为精确合理。

结合上一节提出的动态无功稳压控制策略,在合理分组的基础上,对于无功补偿装置采用了无功电压复合控制方式,即以无功功率为主判据、电压为辅助判据,利用电压、无功两个物理量对电网进行调节,在保证电压合格的范围内实现无功基本平衡。这种控制方式不仅减少了网络损耗,而且还兼顾了电压质量。

3 算例仿真分析

根据 1.1、1.2、1.3 建立的风电场模型及 2.3、2.4 大型风电场动态无功补偿稳压控制策略,运用 Matlab/Simulink 中的 (power system blockset PSB) 电力系统仿真模块库对大型风电场动态无功补偿稳压控制系统进行仿真。

这里采用某风场的实际数据进行仿真分析。考虑仿真运算速度并结合风场实际情况,采用 4 台 1.5 MW 风电机组并联运行,在渐变风 ($8 \sim 11 \text{ m/s}$) 扰动下,逐台延时 0.1 s 接入系统。补偿前功率因数为 0.60,补偿后功率因数为 0.95 以上,TSC 动态无功补偿装置容量根据式 (6) 确定,考虑四台风电机组同时需求最大无功功率的同时系数,则动态无功补偿容量为 9 Mvar 投切级数 15 级,最小一组电容器的额定容量 Q_{c0} 为 0.6 Mvar

线路型号为 YJV22-3×50 mm²-35 kV, 25 km。

TSC 动态无功补偿装置投入之前,风力发电机端电压、风电场 35 kV 母线电压、电流及功率因数角曲线如图 5 所示。

TSC 动态无功补偿装置投入之后,风力发电机端电压、风电场 35 kV 母线电压、电流及功率因数角曲线如图 6 所示。

TSC 动态无功补偿装置投入之前,四台风电机逐次并网运行,需要消耗大量的无功功率,由于系统中无功功率不足,造成发电机机端及 35 kV 母线电压水平下降,母线电流上升,系统功率因数降低。

TSC 动态无功补偿装置投入之后,对风电机组进行就地无功补偿,减少了系统无功功率输送,母线电压水平 0.89 U_N 由上升为 0.95 U_N ,系统功率因数由 0.616 (功率因数角为 52°) 上升为 0.974 (功率因数

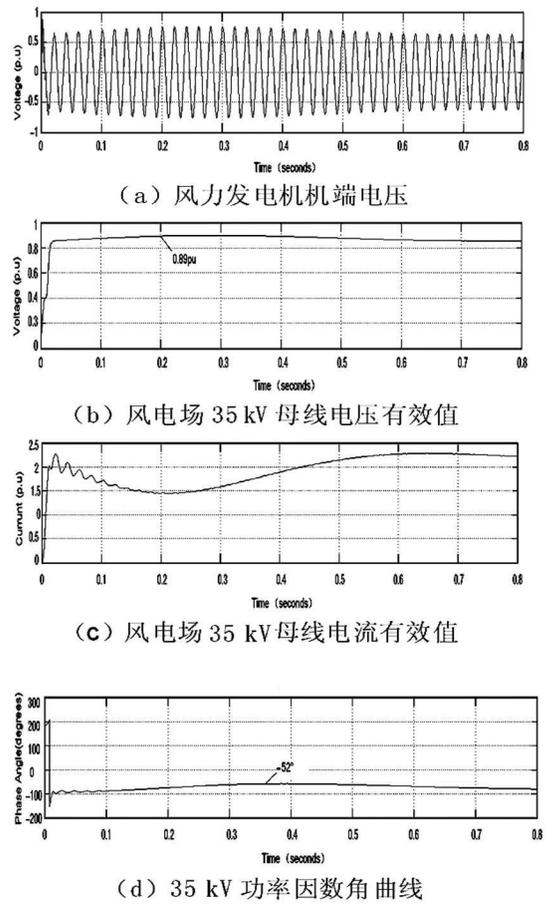


图 5 TSC 动态无功补偿装置投入之前系统仿真波形

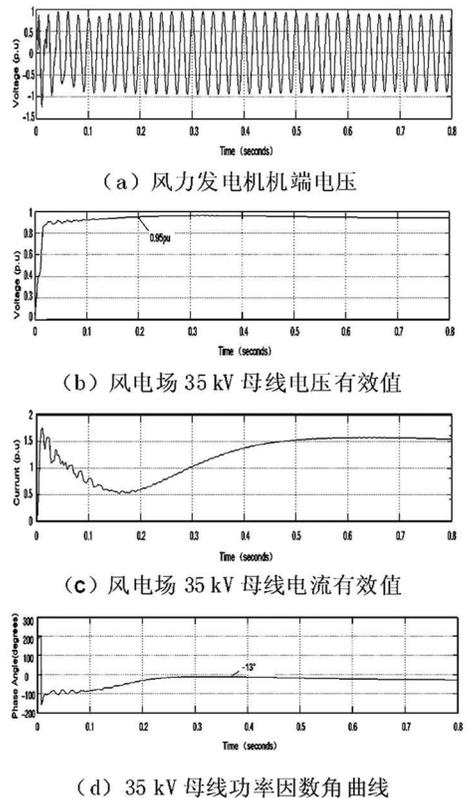


图 6 TSC 动态无功补偿装置投入之后系统仿真波形

角为 13°), 母线电流也有所下降。

仿真结果表明, 所提出的大型风电场动态无功补偿稳压控制方法, 可以满足大型风电场的并网及运行过程中的无功需求, 使母线电压能够维持在高水平电压下运行, 即 $|U| \geq 0.95U_N$, 进而维持母线上其他设备的正常运行。

4 结 论

所提出的基于动态无功补偿的大型风电场快速并网稳压控制方法可以有效抑制大型风电场接入系统引起的电压波动, 使风力发电机机端及母线电压水平维持在高电压水平下运行, 降低系统功率损耗, 保证系统安全、稳定、优质、经济的运行。

参考文献

[1] 陈树勇, 申洪, 张洋, 等. 基于遗传算法的风电场无功补偿及控制方法的研究 [J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(8): 1—6.

[2] 李广凯. 风力发电中的无功控制 [J]. 国际电力, 2005, 9

(4): 31—33.

[3] 张平, 刘国频, 曾祥君, 等. 风电场无功电源的优化配置方法 [J]. 电力系统保护与控制, 2008, 36(20): 33—37, 44.

[4] SAIMANK, ANITAI J. Windmill Modeling Consideration and Factors Influencing the Stability of a Grid-connected Wind Power-based Embedded Generator [J]. IEEE Transaction Power Systems, 2003, 18(2): 793—802.

[5] Fan Hong Liu Zhuangzhi Sun Baokui et al. A Study on New Connection Types of the Main Circuits of Low Voltage Dynamic Reactive Power Compensation Device and Its Synchronous Trigger Circuits [C]. Power System Technology Proceedings Power Con 2002 International Conference on 2002(4): 2516—2521.

[6] 陈文彬. 电力系统无功优化与电压调整 [M]. 沈阳: 辽宁科学技术出版社, 2002.

作者简介:

卿 泉 (1979), 男, 研究生学历, 从事电网节能调度;
袁贵川 (1976), 男, 调度长, 从事电网调度;
陈 颖 (1985), 男, 研究生学历, 从事电网调度。

(收稿日期: 2010—10—14)

(上接第 40 页)

4 总 结

由于平金线发生故障使金牛变电站 110 kV 母线电压降低, 导致 SSD540F 故障解列装置的低压闭锁动作, 闭锁其高频功能。而金牛坪电站又主要是通过平金线向系统供电, 因此断路器跳闸后会因大量甩负荷而造成频率快速上升, 超过解列装置高频启动值 50.5 Hz , 使金牛变电站故障解列装置高频功能长时间处于闭锁状态。对于金牛变电站来说小电源得不到及时的解列, 断路器就无法重合, 这时引起金牛坪电站、百花滩电站与金牛变电站的孤网运行。

因此为保证故障解列装置能及时动作, 根据金牛变电站的实际情况, 建议取消低压闭锁逻辑。

对于金牛坪电站由于其水电机组惯性时间常数很小, 导叶关闭速度受限, 是平金线跳闸后, 孤网频率上升速度过快、最大值过高, 使解列装置延时动作时间内超出工作频率上限而无法动作的根本原因。相关部门可以从近来几次事故的实况对金牛坪电站机

组采取相应改进措施。

参考文献

[1] DL/T 584—1995, 3~110kV 电网继电保护装置运行整定规程 [S].

[2] 高立克, 刘蔚. 地方电网小水电故障解列问题分析研究 [J]. 广西电力, 2010, 3(33): 5—9.

[3] (加) 昆德 (Prabha Kundur). 电力系统稳定与控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2002: 111—113.

[4] 杨萍, 王翠霞, 张杏元. 并网小电源故障解列的探讨 [J]. 西北电力技术, 2003(6): 49—53.

[5] 杜浩良, 何云良. 对一起故障解列装置拒动的分析与判据完善 [J]. 浙江电力, 2008, 27(1): 61—63.

[6] 楼凤丹, 陈源. 地区小电源的保护配置与整定 [J]. 浙江电力, 1996, 15(3): 9—29, 50.

作者简介:

梁兆庭 (1980), 海南人, 男, 中级师, 现在主要从事继电保护技术工作。

黄 金 (1984), 湖南人, 男, 硕士, 现在主要从事继电保护技术工作。

(收稿日期: 2011—01—17)